

«Rendement total» et «rendement MPPT dynamique»

Rendement des Onduleurs photovoltaïques

Meilleure caractérisation des onduleurs photovoltaïques couplés au réseau avec les nouvelles grandeurs de «rendement total» et «rendement MPPT dynamique».

De nombreux onduleurs solaires destinés à des installations connectées au réseau sont spécifiés de façon relativement succincte par leur fabricant. Ils disposent souvent aujourd'hui d'une gamme de tension d'entrée relativement large. Mais les fabricants n'indiquent fréquemment qu'un rendement maximum (conversion) η et le rendement européen η_{EU} .

Il est aussi fréquemment indiqué une tension nominale DC, à laquelle ces indications de rendement peuvent alors correspondre. Occasionnellement une courbe de rendement (généralement imprimée en très petit) est indiquée (en général à cette tension nominale).

Rendement \neq rendement

Ces indications sont souvent insuffisantes pour la planification d'installations PV dimensionnées de façon optimale. Il est parfaitement clair que le rendement de conversion η dépend de la tension DC utilisée (et il est vrai aussi dans une moindre mesure également de la tension AC) [1, 3, 4]. Il manque en règle générale des indications sur la dépendance du rendement en fonction de la tension. Un fabricant n'indique que rarement le rendement européen pour deux ou plusieurs tensions différentes. Des exemples de rendements mesurés en fonction de la tension sont reproduits dans les figures 1 et 2, de même que dans [3, 5], mais également dans diverses publications du laboratoire photovoltaïque du HTI.

Le générateur solaire d'une installation photovoltaïque possède une caractéristique I-U déterminée selon la température du module et le rayonnement solaire momentané, laquelle présente dans un point déterminé (Maximum Power Point MPP) une puissance maximale P_{MPP} à une tension U_{MPP} . L'onduleur tente entre autres de rester autant que possible sur le MPP avec des valeurs d'ensoleillement et de température variables. (Maximum-Power-Point-Tracking MPPT). Etant donné que la mesure de la qualité de ce Maximum-Power-Point-Tracking est relativement difficile, il est généralement tacitement admis que l'onduleur travaille exactement sur ce MPP. Mais, selon les procédés MPPT mis en œuvre, des écarts plus ou moins importants, tout au moins pour certaines puissances et tensions, apparaissent, ce qui peut réduire la production d'énergie de l'ensemble de l'installation (dans certaines circonstances jusqu'à quelques pour-cent).

Une tendance existe dans les modules solaires à améliorer les spécifications, de manière que les spécifications de puis-

sance soient indiquées pour différents ensoleillements et la production d'énergie mesurée dans des conditions météorologiques réelles. On peut de ce fait obtenir une amélioration du calcul de la production DC des installations PV. Mais, si les pertes d'énergie consécutives aux erreurs dans le MPP-Tracking des onduleurs ne sont pas aussi correctement prises en considération, une insécurité importante continue à subsister pour la détermination de la production d'énergie des installations couplées au réseau.

Le but de cet article est en premier lieu de définir le rendement MPP-Tracking η_{MPPT} ensuite de définir à partir de η et η_{MPPT} un rendement global η_{tot} et d'illustrer ces grandeurs sur la base de quelques mesures pratiques. Si, sur la base de mesures effectuées sur un onduleur ce rendement global η_{tot} est connu pour différentes tensions, le concepteur d'une installation photovoltaïque peut non seulement adapter le générateur solaire et l'onduleur entre eux de façon optimale sur la base de la puissance, mais également sur celle de la tension. Les valeurs mesurées pour η_{tot} peuvent également être utilisées dans les programmes de simulation existants, si bien qu'un calcul de production amélioré est possible.

Rendement de conversion η de deux onduleurs

Des onduleurs sans transformateur (figure 1) atteignent des rendements de conversion η très élevés jusqu'à quelques pour cent au-dessus de ceux d'appareils comparables à séparation galvanique (figure 2).

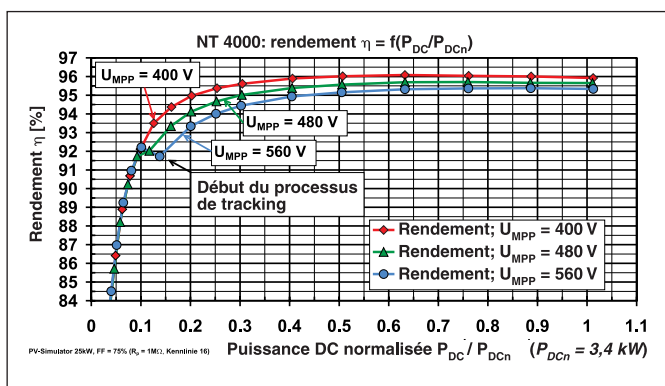


Figure 1 – Rendement de conversion d'un onduleur sans transformateur NT 4000 pour différentes tensions DC ($P_{DCn} = 3,4$ kW). L'appareil présente le rendement le plus élevé mesuré jusqu'à présent.

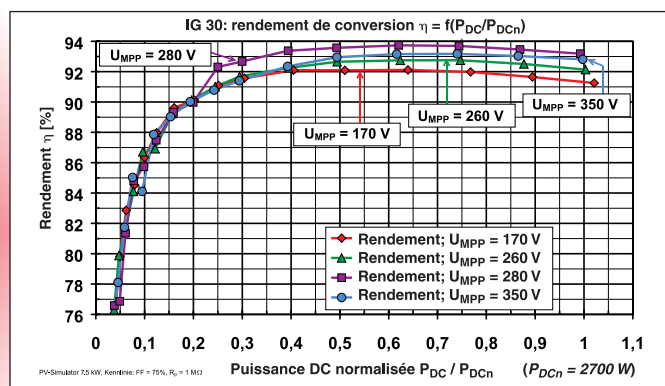


Figure 2 – Rendement de conversion d'un onduleur IG 30 avec séparation galvanique (et par conséquent η légèrement plus faible) pour différentes tensions DC ($P_{DCn} \approx 2,7$ kW)

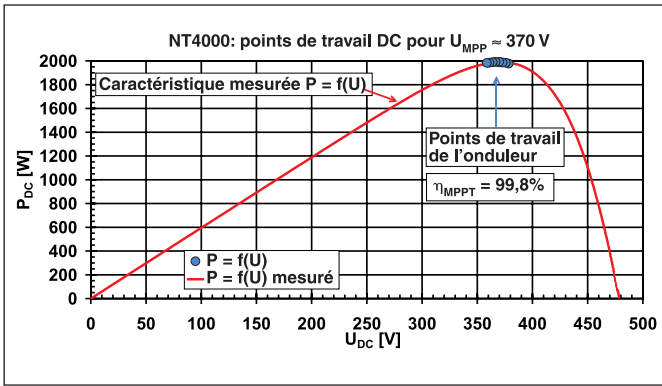


Figure 3 – Diagramme de nébulosité d'un NT 4000 à $P_{MPP} \approx 2 \text{ kW}$ et $U_{MPP} \approx 370 \text{ V}$. La valeur mesurée de η_{MPPT} se situe à 99,8 %, c'est-à-dire que l'onduleur présente ici un excellent comportement MPP-Tracking.

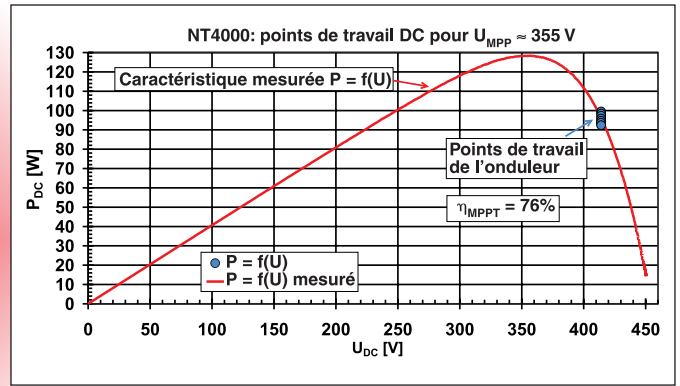


Figure 4 – Diagramme de nébulosité d'un NT 4000 pour $P_{MPP} \approx 130 \text{ W}$ et $U_{MPP} = 355 \text{ V}$. L'onduleur travaille à $U_{DC} = 410 \text{ V}$ largement à côté du MPP, η_{MPPT} se situe à 76 %, c'est-à-dire que le MPP-Tracking est ici plutôt mauvais.

Mesure du rendement MPP-Tracking statique η_{MPPT}

Des simulateurs de générateurs solaires de haute stabilité sont nécessaires pour des mesures précises et reproductibles du rendement statique MPP-Tracking [3, 5]; les simulateurs à diodes linéaires utilisés par de nombreux laboratoires de test conviennent moins à cet effet du fait des problèmes de stabilité thermique qui leur sont inhérents. D'autre part, avec des simulateurs de générateurs solaires pilotables par PC, on peut mesurer simultanément de nombreuses grandeurs sur un niveau de puissance (par exemple η , η_{MPPT} , $\cos\phi$, harmoniques) et des mesures automatiques sont rendues possibles par une variation échelonnée du courant suivant une caractéristique déterminée.

Une certaine période de stabilisation (par exemple 60 secondes dans le cas des onduleurs à régulation MPP lente et également plus) est nécessaire avant la mesure du rendement statique MPP-tracking η_{MPPT} après le réglage d'un nouveau niveau de puissance. Le courant DC et la tension DC sont alors, pendant la période de mesure qui suit T_M si possible mesurés simultanément à une fréquence

d'exploration élevée (par exemple 1000 à 10 000 points de mesure/s). La formation d'une moyenne sur 50 ms ou 100 ms est utile pour éliminer la composante de 100 Hz typique des onduleurs monophasés sur le côté DC. Le rendement statique MPP-Tracking est alors le rapport de l'énergie DC effectivement absorbée par l'onduleur pendant la période de mesure et de l'énergie DC $P_{MPP} \cdot T_M$ offerte par le simulateur pendant ce temps.

Le rendement statique MPP-Tracking η_{MPPT} est en conséquence déterminé comme suit:

$$\eta_{MPPT} = \frac{1}{P_{MPP} \cdot T_M} \int_0^{T_M} u_A(t) \cdot i_A(t) dt \quad (1)$$

$u_A(t)$ = tension } à l'entrée DC
 $i_A(t)$ = courant } de l'onduleur
 P_{MPP} = puissance PV maximale disponible sur MPP

T_M = durée de la mesure (début à $t = 0$).
 Recommandé: 60 s à 300 s par échelon.

Les wattmètres de précision classiques sont généralement trop lents pour déterminer avec suffisamment de précision les valeurs MPP. C'est pourquoi la méthode

de balayage et de constitution de la moyenne décrite ci-dessus convient beaucoup mieux. Les valeurs de mesure ainsi obtenues peuvent être indiquées dans les diagrammes dits de nébulosité (figures 3 et 4).

Il est utile, pour indiquer le comportement MPP-Tracking précis à différentes puissances, de représenter η_{MPPT} en fonction de la puissance MPP et dans le même diagramme, d'indiquer sur un deuxième axe d'une part la valeur réelle mesurée de U_{MPP} et de l'autre, la moyenne de la tension d'entrée DC efficace réglée par l'onduleur sur la caractéristique (figures 5 et 6).

Etant donné que la grandeur d'entrée du MPP-Tracking est la puissance MPP mise à disposition par le générateur solaire P_{MPP} , η_{MPPT} est utilement représenté en fonction de P_{MPP} . Il est d'autre part avantageux, pour comparer le comportement des onduleurs de différentes grandeurs, de normaliser cette puissance MPP sur la puissance nominale DC de l'onduleur P_{DCn} , donc de représenter η_{MPPT} en fonction de P_{MPP}/P_{DCn} comme dans les figures 5 à 8.

Comme on peut le constater dans la figure 5, de nombreux onduleurs travaillent

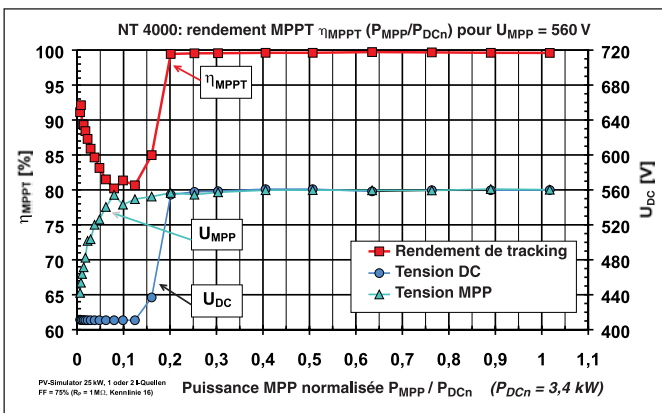


Figure 5 – Rendement MPP-Tracking η_{MPPT} d'un NT 4000 en fonction de P_{MPP}/P_{DCn} à $U_{MPP} = 560 \text{ V}$. Etant donné que l'appareil, dans le cas de petites puissances, fonctionne à une tension plus basse $U_{DC} = 410 \text{ V}$, η_{MPPT} est ici bas. η_{MPPT} augmente avec P_{MPP} vers 100 %, étant donné que $U_{DC} \approx U_{MPP}$.

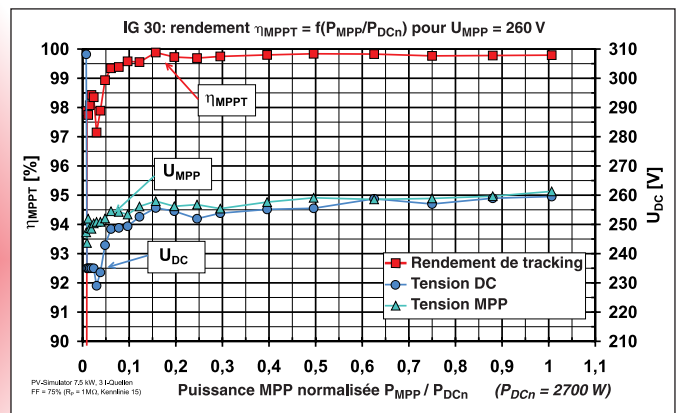


Figure 6 – Rendement MPP-Tracking η_{MPPT} d'un IG 30 en fonction de la puissance MPP normalisée P_{MPP}/P_{DCn} pour $U_{MPP} = 260 \text{ V}$. U_{DC} ne s'écarte également que peu de U_{MPP} même dans le cas de petites puissances, le comportement statique MPP-Tracking est également très bon.

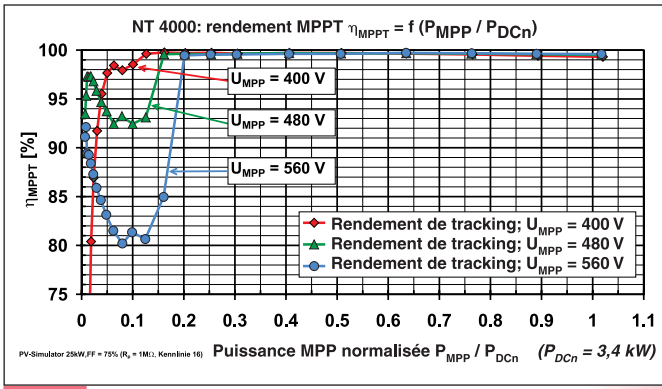


Figure 7 – Rendement MPP-Tracking η_{MPPPT} d'un NT 4000 en fonction de la puissance MPP normalisée P_{MPP}/P_{DCn} pour quatre tensions MPP différentes. Etant donné que l'appareil fonctionne de façon fixe sur $U_{DC} \approx 410$ V pour de petites puissances, η_{MPPPT} y est plus ou moins inférieur à 100 % suivant la position de U_{MPP} .

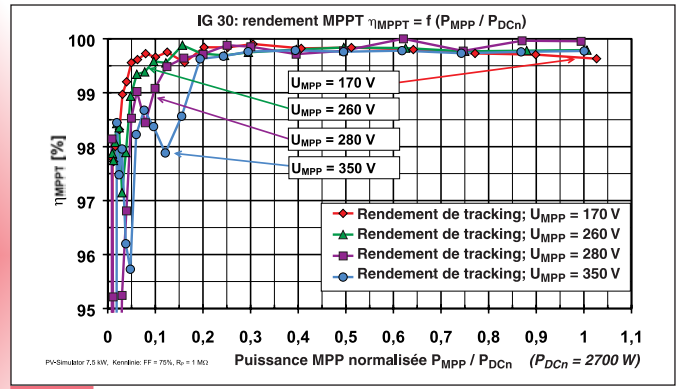


Figure 8 – Rendement de MPP-Tracking η_{MPPPT} d'un IG 30 en fonction de la puissance MPP normalisée P_{MPP}/P_{DCn} pour quatre tensions MPP différentes. L'échelle η_{MPPPT} est très élargie par rapport à la figure 7. Le comportement statique MPP-Tracking est également très bon pour de petites puissances.

avec de petites puissances sur une tension fixe, étant donné que les perturbations dues à leur fréquence de commutation interne PWM rendent difficile l'identification du petit signal de courant aux basses puissances et en conséquence la recherche correcte du MPP. En conséquence, pour de petites puissances, un fonctionnement judicieux est toujours encore possible grâce à cette stratégie. Toutefois, pour de petites puissances, selon la position de la tension MPP effective U_{MPP} , plus ou moins d'énergie est délivrée, car l'énergie offerte par le générateur PV n'est pas intégralement utilisée, en particulier lorsque cette tension fixe se situe comme dans la figure 5 éloignée de la tension U_{MPP} efficace. Il serait vraisemblablement préférable, pour de petites puissances, de travailler par exemple à 0,8 fois la tension à vide préalablement mesurée U_{OC} . L'onduleur représenté dans figure 6 présente par contre un comportement MPPT statique sensiblement supérieur, sa tension de travail U_{DC} n'est que peu en dessous de U_{MPP} , même à de petites puissances, ce qui a pour conséquence de moindres pertes de puissance et en conséquence un rendement η_{MPPPT} supérieur. Les figures 7 et 8 montrent le rendement MPP-Tracking statique η_{MPPPT} d'un NT 4000 et d'un IG 30 en fonction de P_{MPP} pour trois et quatre tensions MPP différentes. A de petites puissances, le comportement MPPT de l'IG 30 est nettement supérieur.

Introduction du rendement total η_{tot}

On peut maintenant, avec une considération presque fondamentale, introduire le rendement total η_{tot} d'un onduleur (voir figure 9).

Le générateur solaire met à disposition, sur la base du rayonnement actuel G et de la température T , une puissance déterminée P_{MPP} . Mais l'onduleur en mode stationnaire ne valorise que $P_{DC} = \eta_{MPPPT} \cdot P_{MPP}$ et en tire $P_{AC} = \eta \cdot P_{DC}$

On peut en conséquence définir une nouvelle grandeur:

rendement total d'un onduleur:

$$\eta_{tot} = \eta \cdot \eta_{MPPPT} = P_{AC} / P_{MPP} \quad (2)$$

On a en conséquence dans le mode stationnaire:

$$P_{AC} = \eta \cdot P_{DC} = \eta_{MPPPT} \cdot P_{MPP} \cdot \eta = \eta_{tot} \cdot P_{MPP} \quad (3)$$

Le rendement total d'un onduleur est en conséquence une caractéristique de qualité directe, qui pour la pratique présente

une pertinence plus élevée que le rendement de conversion pur η . Comme η et η_{MPPPT} , η_{tot} dépend naturellement aussi de P_{MPP} et U_{MPP} et doit être déterminé par des mesures adéquates.

Les figures 10 et 11 présentent le rendement η_{tot} total qui vient d'être calculé des deux onduleurs en fonction de la puissance MPP normalisée P_{MPP}/P_{DCn} pour trois et quatre tensions MPP différentes. De manière à brièvement décrire avec une seule valeur le comportement d'un onduleur, on peut également pour η_{tot} et η_{MPPPT} calculer un rendement moyen (par exemple rendement européen) (tableau 1).

Attention:

η_{tot-EU} n'est pas exactement $\eta_{EU} \cdot \eta_{MPPPT-EU}$, étant donné que η_{EU} ne se rapporte pas à P_{MPP} .

Tests MPP-Tracking dynamiques

En dehors du comportement d'un fonctionnement statique, qui peut être parfaitement décrit par η , η_{MPPPT} et η_{tot} , le

	NT 4000			IG 30			
U_{MPP}	400 V	480 V	560 V	170 V	260 V	280 V	350 V
η_{EU}	95,3 %	94,8 %	94,3 %	90,9 %	91,4 %	92,0 %	91,5 %
$\eta_{MPPPT-EU}$	99,5 %	99,0 %	98,0 %	99,7 %	99,8 %	99,8 %	99,5 %
η_{tot-EU}	94,9 %	93,0 %	92,5 %	90,7 %	91,2 %	91,7 %	91,0 %

Tableau 1 – Rendement moyen de η , η_{MPPPT} et η_{tot} (pondération selon la formule du rendement européen) du NT 4000 et du IG 30 pour trois tensions différentes.

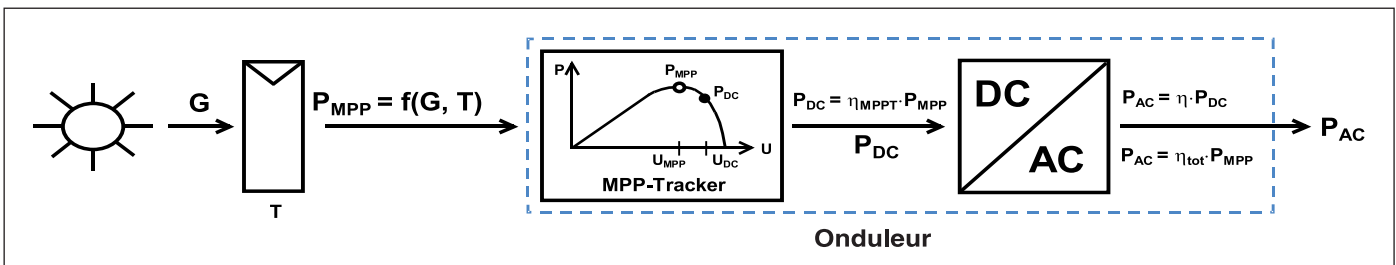


Figure 9 – Pour le calcul du rendement total d'onduleurs connectés au réseau: un onduleur est constitué de deux ensembles principaux, le MPP-Tracker, qui doit toujours tirer du générateur PV la puissance maximale possible et la véritable partie onduleur qui doit convertir la puissance de courant continu disponible le plus efficacement possible en courant alternatif.

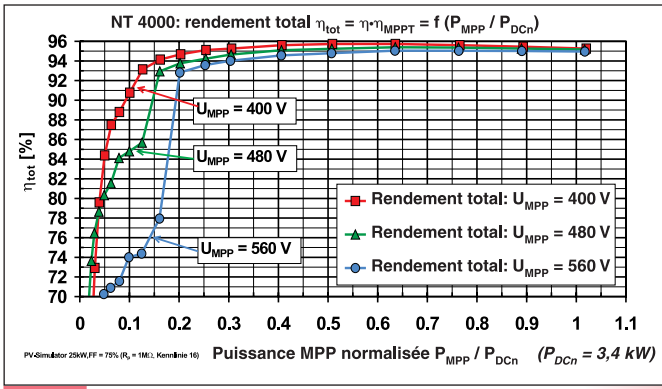


Figure 10 – Rendement total η_{tot} d'un NT 4000 en fonction de P_{MPP} pour trois tensions MPP différentes. Du fait du η_{MPPT} relativement mauvais pour de petites puissances et de U_{MPP} plus élevé, l'appareil a un η_{tot} relativement petit malgré un rendement η élevé.

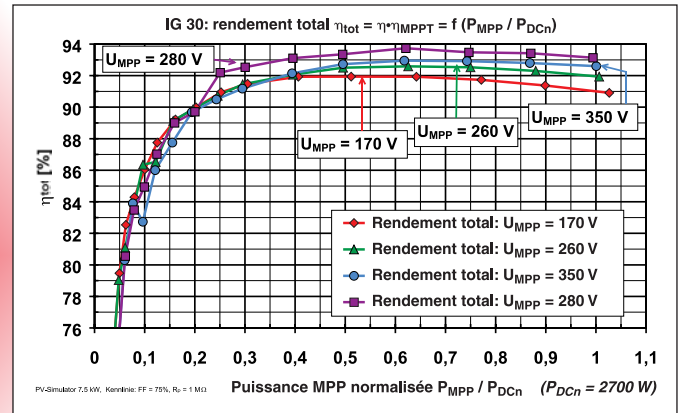


Figure 11 – Rendement total η_{tot} d'un IG 30 en fonction de P_{MPP} pour trois tensions MPP différentes. Dans le cas de petites puissances, le IG 30 contrebalance pour η_{tot} le mauvais rendement de conversion η par son bon MPP-Tracking.

comportement dynamique nous intéresse également dans la pratique. Des variations relativement rapides entre deux niveaux de valeurs P_{MPP} connues sont utiles pour les tests dynamiques qui simulent des jours à ensoleillement alterné. Les flancs des variations de puissance sont alors, pour les petites installations photovoltaïques, plus pentues que pour les grandes installations. Dans le cas de petites installations jusqu'à quelques kW, la puissance photovoltaïque peut varier dans le cas de situations météorologiques particulières avec des nuages nettement définis (en particulier au printemps et au début de l'été) en moins de 500 ms d'environ 15 % à 120 % de la puissance DC nominale. Dans de telles conditions un bon onduleur devrait pour le moins ne pas se déclencher.

Une variation presque rectangulaire entre environ 20 % et 100 % de la valeur nominale du courant et par conséquent de la puissance avec des flancs pentus et seulement moins (1-3) niveaux intermédiaires, qui ne sont atteints que pendant très peu de temps (par ex. pendant 100 ms à 200 ms) constitue un test simple du comportement dynamique (figure 12 et

figure 13). Comme dans le cas des test statiques, les valeurs P_{MPP} doivent, avant le début d'un test MPP-Tracking dynamique, être déterminées sur les niveaux de puissance prévus et une période de stabilisation de 1-2 minutes doit également être prévue. Suivent ensuite quelques cycles de test (par exemple 6) pendant qu'a lieu la mesure MPPT dynamique efficace. Naturellement la plupart des onduleurs ne trouvent pas immédiatement le MPP efficace, c'est pourquoi la puissance MPP offerte n'est pas intégralement absorbée après une modification. Le temps T pendant lequel la valeur de courant élevée et celle basse sont atteintes pendant un cycle de test peut varier entre 2s et 60 s, ce qui entraîne un temps de cycle total de 4 s à 120 s et une durée de test totale $T_M = \sum T_{Mi}$ sur une plage de puissance et de tension sélectionnée d'au maximum 12 minutes.

Le rendement MPPT-Tracking dynamique peut alors être calculé de façon analogue à décrit dans (1):

$$\eta_{MPPTdyn} = \frac{1}{\sum P_{MPPi} \cdot T_{Mi}} \int_0^{T_M} u_A(t) \cdot i_A(t) dt \quad (4)$$

où

$$\sum P_{MPPi} \cdot T_{Mi} = P_{MPP1} \cdot T_{M1} + P_{MPP2} \cdot T_{M2} + \dots + P_{MPPn} \cdot T_{Mn} \quad (5)$$

(Somme des différentes énergies MPP qui peuvent être absorbées dans des conditions optimales dans les différents niveaux de puissance).

T_{Mi} = temps, pendant lequel le simulateur de générateur solaire offre la puissance MPP P_{MPPi}

$$\text{Temps de mesure total } T_M = \sum T_{Mi} = T_{M1} + T_{M2} + T_{M3} + \dots + T_{Mn} \quad (6)$$

Remarque finale

Le rendement total η_{tot} introduit dans cet article tient mieux compte du comportement statique des onduleurs connectés au réseau que le rendement de conversion pur η . Il devrait être indiqué par les fabricants pour différentes tensions. De ce fait les articles seraient mieux spécifiés et les planificateurs et programmes de simulation permettraient de concevoir de façon plus optimale les installations photovoltaïques.

Dans les sites où la nébulosité change fréquemment, le comportement MPPT

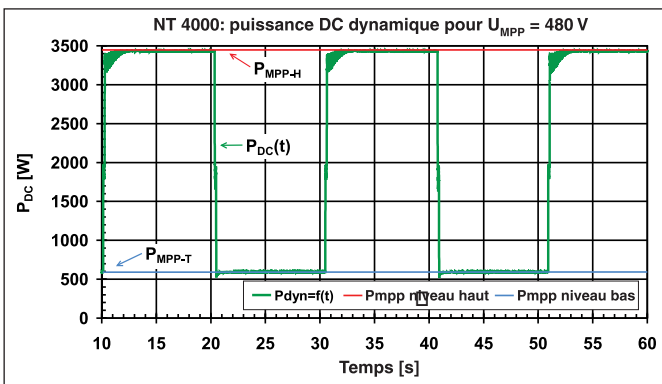


Figure 12 – Puissance DC $P_{DC}(t)$ absorbée mesurée à $U_{MPP} = 480$ V sur un NT 4000 lorsque la puissance DC offerte varie toutes les 10 secondes entre 20 % (P_{MPP-T}) et 100 % (P_{MPP-H}) de la puissance DC nominale. Du fait de la régulation relativement rapide, le rendement MPPT dynamique mesuré avec $\eta_{MPPTdyn} = 97,6$ % est relativement élevé.

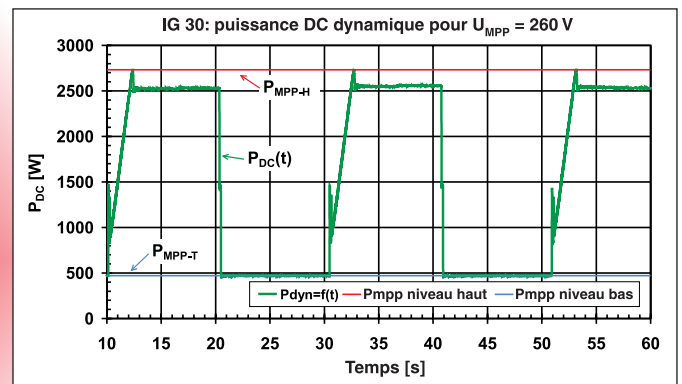


Figure 13 – Puissance DC $P_{DC}(t)$ absorbée mesurée à $U_{MPP} = 260$ V pour un IG 30 lorsque la puissance DC offerte varie toutes les 10 secondes entre 20 % (P_{MPP-T}) et 100 % (P_{MPP-H}) de la puissance DC nominale. Du fait de la régulation relativement lente, le rendement η_{MPPT} dynamique mesuré avec $\eta_{MPPTdyn} = 87,6$ % est ici relativement bas.

dynamique est également important. Les onduleurs à régulation MPP rapide ont, dans le cas d'un ensoleillement variable, une production d'énergie plus élevée que les appareils à régulation lente. Dans le cas des deux appareils décrits ici à titre d'exemples, le comportement MPP statique du IG 30 est supérieur, son régulateur MPP est toutefois plus lent et le comportement dynamique faible. Dans le cas du NT 4000, le comportement MPP statique n'est pas aussi bon du fait du fonctionnement sur une tension fixe à petites puissances, mais le régulateur MPP est déjà relativement rapide et le MPP-Tracking dynamique bon.

Sur la base des mesures effectuées, l' U_{MPP} devrait se situer, pour le NT 4000 afin d'obtenir des résultats globaux optimaux, approximativement entre 400 V et 460 V à la puissance nominale et, pour le IG 30, approximativement entre 280 V et 330 V.

*Prof. Dr Heinrich Häberlin
Haute Ecole technique bernoise
de technique et d'informatique (HTI)
Section Electricité et systèmes
de communication,
groupe de compétence systèmes
d'énergie
Laboratoire de photovoltaïque
Jlcoweg 1, 3400 Burgdorf
E-mail: heinrich.haeberlin@bfh.ch,
Internet: www.pvtest.ch*

Remerciements

Je remercie mes assistants L. Borgna, M. Kämpfer et U. Zwahlen, tous ingénieurs diplômés El. FH, qui ont effectué en laboratoire les mesures présentées dans cet article. Les essais décrits dans ce rapport ont été réalisés dans le cadre du projet «Technique des systèmes photovoltaïques» sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Des parties de ce projet ont également été financées par Localnet SA Burgdorf, la société Mont Soleil et Elektra Baselland.

Bibliographie

- [1] Ch. Bendel, G. Keller und G. Klein: «Ergebnisse von Messungen an Photovoltaik-Wechselrichtern». 8. Symposium Photovoltaik, Staffelstein, 1993.
- [2] M. Jantsch, M. Real, H. Haeberlin et al.: «Measurement of PV Maximum Power Point Tracking Performance». 14. EU PV Conf., Barcelona, 1997.
- [3] H. Häberlin: «Fotovoltaik-Wechselrichter werden immer besser – Entwicklung der Fotovoltaik-Wechselrichter für Netzverbundanlagen 1989–2000». Elektrotechnik 12/2000.
- [4] F. Baumgartner et al.: «MPP Voltage Monitoring to optimise Grid-Connected PV Systems». 19. EU PV Conf. Paris, 2004.
- [5] H. Häberlin: «A new Approach for Semi-Automated Measurement of PV Inverters, especially MPP Tracking Efficiency, using a Linear PV Array Simulator with High Stability». 19. European Photovoltaic Solar Energy Conference., Paris, 2004.